

генерує обладнання може працювати як спільно, так і повністю роздільно. Для газових турбін потрібен спеціальний дотискний компресор або наявність газопроводу високого тиску. Газопоршневі двигуни використовують газ середнього або низького тиску.

Третій варіант відрізняється від попередніх тим, що тепло димових газів використовується для кипіння органічного теплоносія (граничні вуглеводні, фреони) і отримання цього пара для приводу турбін. У цьому випадку реконструкції підлягає хвостова частина котлоагрегату.

Використані джерела

1 Маляренко В. А., Перевод котельных в режим когенерации путем внедрения турбин малой мощности [Текст] / В. А. Маляренко, И. А. Темнохун, А. В. Сенецкий, А. Ю.Петров // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Васеленка – 2014. Харків: ХНТУСГ №153. – ст. 110-111.

2 Применение когенерационных технологий в решении проблем теплоэнергетики, энергосбережения и экологии - http://esco-ecosys.narod.ru/2004_7/art182.doc.

3 Государственный комитет по энергосбережению; Национальная Академия Наук Украины; Институт технической теплофизики Открытое Акционерное Общество «Расцвет»; Проект развития частной энергетики Украины на базе когенерационных энергосберегающих технологий; Киев-Запорожье Август 1999.

4. Возможности підвищення енергоефективності теплових мереж шляхом впровадження когенерацій [Текст] / С. Ю. Андрєєв, В. А. Маляренко, І. О. Темнохун, О. В. Сенецький // Вісник НТУ «ХП». Серія: Енергетичні та теплотехнічні процеси й устаткування. – Х.:НТУ «ХП», 2015. - №17(1126). 147-155 с. – ISSN 2078-774X.

5 Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности / А.Л. Шубенко, В.А. Маляренко, А.В. Сенецкий, Н.Ю. Бабак // НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с

6 Електронний ресурс «О когенерации, малой энергетике и строительстве тепловых электростанций» <http://www.cogeneration.ru/> Останнє звернення 7.12.2013.

7 Електронний ресурс <http://www.budfond.com/energy/tehnologii/1300-skritye-vozmozhnosti-kogeneracii> Останнє звернення 7.12.2013.

8 А. В. Рассказов. «Анализ вариантов производства и использования энергии от Мини-ТЭЦ» //Энергоэффективность:опыт, проблемы, решения. Вып. 3-4. 2006.

ОСОБЛИВОСТІ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ ПРИ ВПРОВАДЖЕННІ КОГЕНЕРАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

***В. А. Маляренко**, д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри електропостачання міст*

***І. О. Темнохун**, асистент кафедри електропостачання міст
Харківський національний університет міського господарства
імені О. М. Бекетова, 61002, Україна,. м. Харків, вул. Революції 12.*

Практика енергозбереження з установкою розширювальних машин малої потужності показує, що проектування і реалізація електро-

технічних рішень, як правило, не викликає великих складнощів. Проектувальники знаходять відповідні, як правило, індивідуальні, на підставі порівняльного економічного аналізу варіантів технічні рішення [1-17].

Розширення ТЕЦ з установкою нових турбогенераторів або реконструкція котельні в міні-ТЕЦ для промислового підприємства часто поєднується з модернізацією системи електропостачання, як це, наприклад, відбувалося на ВАТ «ЯКХЗ» [14]. Особливістю електропостачання на цьому підприємстві була наявність двох мережних вводів. До початку будівництва турбіни ПТ-12/13-3,4/1,0-1 (ПТ-12) [14]. електропостачання ВАТ «ЯКХЗ» здійснювалося по високовольтних лініях ЛЕП-1 і ЛЕП-2 з боку підстанції «Ясинувата-110» через знижувальні трансформатори. При реалізації проекту було прийнято рішення про будівництво секції № 4 ГРУ-6 кВ, оскільки пропускна потужність секції № 3 ГРУ-6 кВ не дозволяла прийняти 12 МВт. З метою підвищення надійності електропостачання заводу була розроблена електрична схема з симетричними приєднаннями генеруючих потужностей (рисунок 1.1):

- ТГ № 1 (турбіна АР-6) и ТГ № 2 (турбіна АР-6) – (6+6) МВт на ЛЕП-1; Споживачі
- ТГ №3 (турбіна ПТ-12) – 12 МВт на ЛЕП-2.

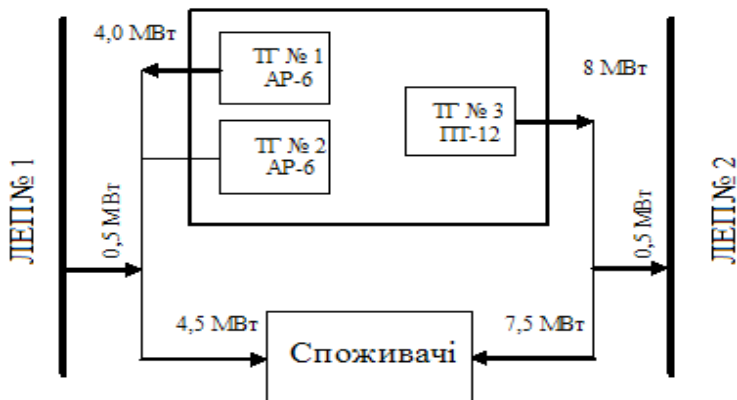


Рисунок 1. Схема приєднання генеруючих потужностей ТЕЦ ВАТ «ЯКХЗ» після розширення за допомогою установки турбіни ПТ-12

- взаємозалік електроенергії, виданої в ЛЕП № 2 таї прийнятої з ЛЕП № 1.

Представлене на схемі розподіл електричних потужностей відповідає режиму навантаження системи енергопостачання ВАТ «ЯКХЗ» в

травні 2006 р. Обсяги 4,5 МВт і 8 МВт потужності на лініях, пояснюються особливостями електричної мережі заводу і знімання потужності у споживачів. За договором з постачальником електроенергії ТОВ «Сервіс-Інвест» виробляється збільшення встановленої на ТЕЦ ВАТ «ЯКХЗ» електричної потужності з 12 МВт до 24 МВт призвело до необхідності прокладки додаткових силових кабелів [14].

До типових питань, що розглядаються при проектуванні промислових і енергетичних електрогенеруючих об'єктів є: аналіз головної схеми електричних з'єднань, вибір струмоведучих частин і апаратів, розрахунок рівнів напруги в мережі 6 кВ електропостачання підприємства; розрахунок динамічної стійкості генераторів енергокомплексу при різних збуреннях в мережі 6 кВ підприємства, розрахунок струмів короткого замикання в схемі видачі потужності та ін. Не зупиняючись на вирішенні цих питань, досить докладно освітлюваних в спеціальній літературі [15-17]., розглянемо найбільш важливі з них, зокрема: особливості електричної частини ТЕЦ, проблеми розробки електротехнічних рішень з проектуванням малим енергокомплексу, схеми видачі електроенергії на електростанціях в залежності від необхідності підключення до місцевих електромереж вибирається асинхронний або синхронний генератор.

1. Міні-ТЕЦ на базі роботи АВПР-1 з асинхронним генератором

Якщо енергоустановки з АВПР-1 призначена для паралельної роботи з мережею, то доцільно застосовувати асинхронний генератор, що володіє рядом переваг в порівнянні з системою АВПР + синхронний генератор (СГ):

- відсутність дорогою і складної системи синхронізації генератора з мережею;

- спрощується електросилова частина установки, зменшується кількість релейних захистів генератора, і, в кінцевому рахунку, підвищується надійність електропостачання;

- зменшується вартість всієї енергоустановки за рахунок меншої вартості генератора і електросилової частини;

- асинхронний генератор не впливає на частоту та форму синусоїди електричних коливань мережі.

Недоліком асинхронного генератора є споживання їм реактивної потужності з мережі, однак це можна компенсувати шляхом паралельного включення батареї конденсаторів або синхронного компенсатора.

2. Міні-ТЕЦ на базі роботи АВПР-1 з синхронним генератором

Якщо енергоустановки з АВПР-1 призначена для автономної роботи, то доцільно застосовувати синхронний генератор. У цьому випадку:

– виробляється як активна, так і реактивна потужність, що дає можливість повного або часткового відключення конденсаторних батарей в мережі споживача, який встановлює у себе синхронний генератор;

– можливо використання СГ в будь-якому режимі роботи – базовому, автономному, аварійному.

Загальні технологічні схеми ТЕЦ з врахуванням електротехнічних рішень при впровадженні когенерації. Розглянемо особливості технологічної схеми ТЕЦ, які показані на рисунку 1.2. Частини схеми, які за своєю структурою подібні таким для КЕС, тут не вказані. Основна відмінність полягає в специфіці пароводяного контуру і способі видачі електроенергії [15,16].

Специфіка електричної частини ТЕЦ визначається розташуванням електростанції поблизу центрів електричних навантажень. У цих умовах частина потужності може видаватися в місцеву мережу безпосередньо на генераторній напрузі. З цією метою на електростанції створюється звичайно головне розподільний пристрій (ГРП). Надлишок потужності видається, як і у випадку КЕС, в енергосистему на підвищеній напрузі.

Суттєвою особливістю ТЕЦ є також підвищена потужність теплового обладнання в порівнянні з електричною потужністю електростанції. Ця обставина зумовлює більшу відносну витрату електроенергії на власні потреби, ніж на КЕС.

Розміщення ТЕЦ переважно у великих промислових центрах, підвищена потужність теплового обладнання в порівнянні з електричним підвищують вимоги до охорони навколишнього середовища. Так, для зменшення викидів ТЕЦ доцільно, використовувати в першу чергу газоподібне або рідке паливо, а також високоякісне вугілля. Розміщення основного обладнання станцій даного типу, особливо для блочних ТЕЦ, відповідає такому для КЕС. Особливості мають лише ті станції, у яких передбачається велика видача електроенергії з ГРП місцевим споживачеві. У цьому випадку для ГРП передбачається спеціальний будинок, розташовуване уздовж стіни машинного залу (рисунк 1.3).

Варіант пристрою ГРП найбільш часто зустрічається при реалізації енергозберігаючих проектів промислових підприємств на базі установки розширювальних машин малої потужності, оскільки це, як правило, в першу чергу електростанції власних потреб і в мережу видаються надлишки електроенергії, частка яких не велика.

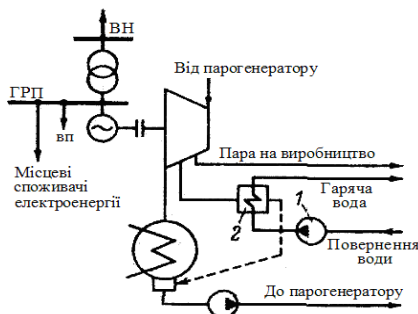


Рисунок 1.2 Особливості технологічної схеми ТЕЦ:
1 – мережевий насос, 2 – мережевий підігрівач

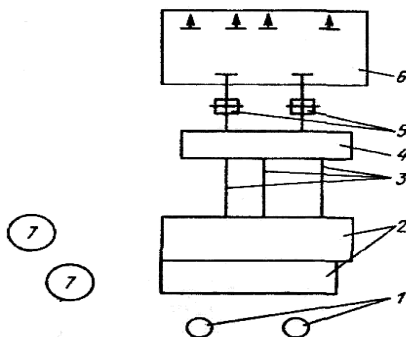


Рисунок 1.3 Варіант розміщення основного обладнання на майданчику ТЕЦ з окремою будівлею ГРП:

1 – димові труби; 2 – головний корпус; 3 – багатоамперні струмопроводи; 4 – будівля ГРУ; 5 – трансформатор зв'язку; 6 – ОРП; 7 – грядирні (склад палива для ТЕЦ не показує)

Шляхи розробки електротехнічних рішень для малих та когенераційних енергокомплексів. Вибір генераторів і трансформаторів та іншого електричного обладнання не представляє великих складнощів – це обладнання випускають українські та російські виробники.

Головною проблемою при розробці електротехнічних рішень з проєктованим малим енергокомплексом є визначення місця підключення його генераторів в існуючу схему електропостачання підприємства з найменшими витратами на її реконструкцію. Як правило, в ланцюгах живлення від ГРП 6 або 10 кВ станції встановлюються струмообмежуючі реактори для збереження комутаційного обладнання в існуючій схемі підприємства.

З появою генеруючого джерела на промисловому підприємстві замовник повинен отримати від енергосистеми технічні умови (ТУ) на підключення електростанції до мереж енергосистеми. ТУ необхідні,

оскільки передбачається режим паралельної роботи турбоагрегатів ТЕЦ з енергосистемою.

Режим автономного електропостачання навантажень промислового підприємства від свого енергокомплексу мало прийнятний. Причинами цього є:

- скорочення тривалості використання номінальної потужності своїх турбоагрегатів через жорстку залежність миттєвої потужності турбоагрегатів від графіка електричного навантаження, що призводить до погіршення їх ККД, перевитрати палива, збільшення терміну окупності капітальних витрат;

- вимушені зупинки частини турбогенераторів в періоди вихідних і святкових днів та в нічні зміни, якщо їх навантаження виявиться менше 25 % від номінальної потужності, при цьому необхідно буде вирішувати питання живлення навантаження, що залишилося від інших джерел;

- прискорена виробітка механічного ресурсу турбоагрегатів ТЕЦ через збільшення кількості пусків, зупинок, скидів та накидів навантаження.

При паралельній роботі станції з енергосистемою передбачається протиаварійна автоматика виділення турбоагрегатів на автономну роботу зі збалансованим навантаженням при зниженні частоти в енергосистемі та при інших аварійних ситуаціях. Однак такий режим автономного електропостачання триває недовго, протягом ліквідації аварійної ситуації.

Збурення в електричних мережах надають певний вплив на статичну та динамічну стійкість турбоагрегатів станції. До факторів, що визначає стійкість турбоагрегатів, відносяться місце розташування енергокомплексу щодо інших електростанцій і вузлів навантаження, пропускна здатність зв'язків комплексу з рештою енергосистеми. Тому розрахунки стійкості, безумовно, повинні з'явитися спільним продуктом як генпроектувальників енергокомплексу, так і регіональних інститутів «Енергомережпроект». Практика розрахунків стійкості показує, що завдання забезпечення надійного електропостачання від енергокомплексу малої потужності повинна розглядатися (особливо при використанні газових турбін, ротори яких порівняно з паровими турбінами характеризуються малою інерційністю), вона досить складна і багатогранна.

Сучасні Енергокомплекси оснащуються інтегрованою АСУТП, що забезпечує централізований контроль і управління всього (теплових та електротехнічного) обладнання станції з одного примі-

щення ГЩУ, релейний захист і автоматика передбачається на мікропроцесорній елементній базі.

АСУТП проектується на сучасній мікропроцесорній елементній базі (Siemens, ABB, Metso Automation тощо), включаючи підсистему РЗА.

За структурною реалізації АСУТП енергокомплексу є розподіленою функціонально і в просторі системою, об'єднуючою в своєму складі різні рівні та підсистеми АСУТП.

Найбільш важливі завдання, які вирішуються АСУТП станції:

- управління режимами запуску і зупинки агрегатів;
- групове регулювання активної та реактивної потужності з обмеженням, при необхідності, видачі потужності в мережу;
- релейний захист і автоматика;
- керування синхронізацією;
- аналіз електронних осцилограмм;
- діагностика стану та налаштування системи.

Структурні схеми видачі електроенергії на ТЕЦ. Схема видачі електроенергії залежить від складу устаткування (числа генераторів, трансформаторів) і розподілу навантаження між розподільними пристроями (РП) різної напруги.

На рисунок 1.4 показані структурні схеми видачі електроенергії на ТЕЦ. Такі станції зазвичай мають споживачів на генераторному напрузі 6 – 10 кВ, що викликає необхідність спорудження головного розподільчого пристрою.

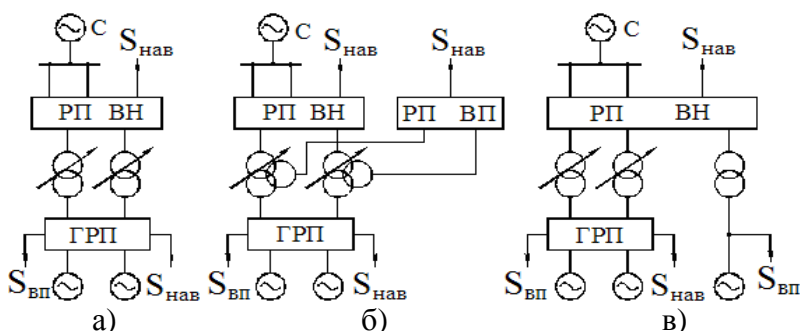


Рисунок 1.4 Структурні схеми видачі електроенергії ТЕЦ

Зв'язок з енергосистемою здійснюється лініями високої напруги 110 – 220 кВ, тому на ТЕЦ, крім ГРП, споруджується розподільний пристрій високої напруги (РП ВН), (рисунок 1.4, а).

Якщо поблизу ТЕЦ є енергоємні виробництва, то живлення їх може здійснюватися по лініях 35 кВ і вище. У цьому випадку на ТЕЦ передбачається розподільний пристрій середньої напруги (РП СН), (рисунк 1.4, б).

При установці на ТЕЦ потужних генераторів 100 – 250 МВт не-доцільно приєднувати їх до ГРП. Це призвело б до значного збільшен-ня струмів к.з., а отже, до обтяження й подорожчання устаткування ГРП. Крім того, відомо, що потужні генератори мають номінальну на-пругу 13,8 – 20 кВ, а також живлення споживачів від ГРП здійснюєть-ся звичайно на напрузі 6 – 10 кВ. Все це робить доцільним приєднання потужних генераторів ТЕЦ безпосередньо до РП високої напруги за схемою блоків генератор-трансформатор (рисунк 1.4, в).

Зв'язок між розподільними пристроями різної напруги здійсню-ється за допомогою двообмоткових або триобмоткових трансформато-рів (автотрансформаторів).

На рисунк 1.3 показані схеми видачі електричної потужності електростанцій з переважним розподілом електроенергії на підвищеній напрузі (станції середньої та великої потужності).

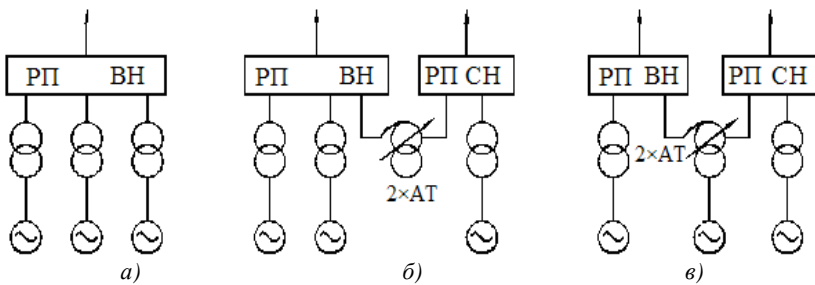


Рисунок 1.5 Структурні схеми видачі електроенергії потужними електростанціями

Відсутність споживачів в безпосередній близькості від таких електростанцій дозволяє не споруджувати розподільного пристрою на генераторному напрузі. Кожен генератор з'єднується безпосередньо з трансформатором, що підвищує, зазвичай без установки вимикача на генераторній напрузі. Таке з'єднання називається блоковим. Паралельна робота блоків генератор-трансформатор здійснюється на високій напрузі, де передбачається розподільний пристрій (рисунк 1.5, а). Якщо електроенергія видається на високій та середній напрузі, то зв'язок між ними здійснюється трансформатором (автотрансформато-ром) зв'язку (рисунк 1.5, б) або автотрансформатором, до третьої об-мотки якого підключений генератор (рисунк 1.5, в).

Вибір тієї чи іншої схеми станції проводиться на підставі техніко-економічного порівняння двох-трьох варіантів, для чого в першу чергу необхідно вибрати кількість і потужність трансформаторів (автотрансформаторів).

Використані джерела

1 Маляренко В. А., Перевод котельних в режим когенерации путем внедрения турбин малой мощности [Текст] / В. А. Маляренко, И. А. Темноху, А. В. Сенещкий, А. Ю.Петров // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Васеленка – 2014. Харків: ХНТУСГ №153. – ст. 110-111.

2 Применение когенерационных технологий в решении проблем теплоэнергетики, энергосбережения и экологии - http://esco-ecosys.narod.ru/2004_7/art182.doc.

3 Государственный комитет по энергосбережению; Национальная Академия Наук Украины; Институт технической теплофизики Открытое Акционерное Общество «Рассвет»; Проект развития частной энергетики України на базе когенерационних енергосберегаючих технологій; Киев-Запорожье Август 1999.

4 Техническая коллекция Schneider Electric/ Выпуск № 18 /Типовые схемы АВР с применением интеллектуально_программируемого реле Zelio Logic.

5. Электронный ресурс - <http://forbes.ua/ua/news/1381041-ukrayina-znizhuvirobnictvo-elektroenergiyi> За матеріалами: Интерфакс-Украина останне звернення 18.01.15.

6 Когенерационные технологии в энергетике на основе применения паровых турбин малой мощности / А.Л. Шубенко, В.А. Маляренко, А.В. Сенещкий, Н.Ю. Бабак // НАН Украины, Институт проблем машиностроения. – Харьков, 2014. – 320 с

7 Маляренко В.А., Лисак Л.В. Энергетика. Довкілля. Енергозбереження. Харків. „Рубікон „, 2004р. – 400 с.

8 Электронный ресурс «О когенерации, малой энергетике и строительстве тепловых электростанций» <http://www.cogeneration.ru/> Останне звернення 7.12.2013.

9 Электронный ресурс <http://www.budfond.com/energy/tehnologii/1300-skrytye-vozmozhnosti-kogeneracii> Останне звернення 7.12.2013.

10 А. В. Рассказов. «Анализ вариантов производства и использования энергии от Мини-ТЭЦ» //Энергоэффективность:опыт, проблемы, решения. Вып. 3-4. 2006.

11 ТЭЦ [Электронный ресурс]: Сайт «Электроэнергетика» содержит информацию: статьи, инструкции по эксплуатации энергетического электрооборудования и сетей — М.: ООО «ЭлектроСпецМонтаж», [199-]. — Режим доступа: <http://www.forca.ru/info/spravka/tec.html>. — Последнее обращение: 30.06.2014. — Загл. с экрана.

12 Новиков А. В. Выбор главной схемы электростанции. Методические указания для курсового и дипломного проектирования / А. В. Новиков, Н. А. Зуева, Р. В. Медов – Киров, Вятский Государственный Технический Университет, 1999 [Электронный ресурс]: Сайт «Электролаборатория» – Ухта / В.А. Янсюкевич – Электрон. дан. (1 doc файл, 1,300 Мб). — [200-]. — Режим доступа: http://www.yanvictor.narod.ru/vyat_gu/sxem.doc – Последнее обращение: 30.06.2014. — Загл. с экрана.

13 Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

14 ТЭЦ ОАО «Ясиновский коксохимический завод» Расширение и реконструкций. Установка турбины ПТ-12/13-3,4/1,0-1 с генератором Т-12-2-УЗ (ст. № 3) Проект. Книга 1 Пояснительная записка и чертежи Часть 1. (0191.РЗТ03.002.3.П1.1)/ – Днепропетровск: ОАО «ДнепрВНИПИЭнергопром», 2005. – 153 с.

15 Справочник по проектированию электроэнергетических систем. В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др. Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

16 Электрическая часть станций и подстанций: Учеб. для вузов/ А. А. Васильев, И. П. Крючков, Е. В. Наяшкова и др. Под ред. А. А. Васильева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1990.

17 Нишневич В. И. Малая энергетика проектируется по-взрослому / В. И. Нишневич, А. Э. Вилинский // Академия Энергетики, 26, № 6, 2008 [Электронный ресурс]: Сайт журнала Академия Энергетики – Ст. Петербург, Редакция журнала Академия Энергетики [2008]. – Режим доступа: http://www.energoacademy.ru/ru/index.php?PAGE_CODE=MAGAZINE&PAGE_TYPE=M&article_id=179 – Последнее обращение: 31.06.2014. – Загл. с экрана.

РЕАЛІЗАЦІЯ КОГЕНЕРАЦІЇ З МЕТОЮ РЕЗЕРВНОГО ЖИВЛЕННЯ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЄЮ ВІДПОВІДАЛЬНИХ СПОЖИВАЧІВ МІСТА

¹*В. А. Маляренко, д-р техн. наук, проф., завідувач кафедру електропостачання міст*

²*С. Ю. Андрєєв, канд. техн. наук, проф., генеральний директор КП «Харківські теплові мережі» ,*

¹*І. О. Темнохуд, асистент кафедри електропостачання міст*

¹*Харківський національний університет міського господарства імені О. М. Бекетова, 61002, Україна, м. Харків, вул. Революції 12.*

²*КП «Харківські теплові мережі»: 61037, Україна, м Харків, вул. Доброхотова, 11*

Впровадження когенераційних технологій підвищує надійність і стабільність енергопостачання споживачів в умовах мінливого ринку енергії. Реалізація принципів когенерації може здійснюватися як малими, так і досить великими частками – цим підтримується тісний взаємозв'язок між генерацією та споживанням енергії. Таким чином, забезпечуються всі енергетичні потреби, які завжди супроводжують економічне зростання.

Програма виробництва енергії: Використання енергоагрегатів передбачається протягом усього календарного року, тобто споживання генерованої електричної й теплової енергії відбувається постійно. На підставі паспортних даних одержуємо виробничий план, представлений у таблиці 1.1.

Склад штатного обладнання котельної станції: водогрійні котли ПТВМ100 - 8 шт. і ПТВМ180 - 1 шт., мережні насоси СЕ-1250-140 - 10 шт., потужність електричних двигунів - 630 кВт. Структура відпуску тепла споживачам: населення – 86,6 %, бюджет – 8,8 %, госпрозраху-